SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA

**OFICIO No. 316.189/16**

Subsecretaría de Electricidad
Unidad del Sistema Eléctrico Nacional y Política Nuclear

Ciudad de México, a 04 de agosto de 2016.

SENER
CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA
Dirección General
04 AGO. 2016
Bere 13:00
RECIBE HORA

**Ing. Eduardo Meraz Ateca**
**Director General**
**Centro Nacional de Control de Energía**
**P r e s e n t e**

Como es de su conocimiento, de conformidad con el cuarto párrafo del Tercero Transitorio de la Ley de la Industria Eléctrica (en adelante, la Ley), la Secretaría de Energía debe ejercer la vigilancia del Mercado Eléctrico Mayorista, con el apoyo técnico de la Comisión Reguladora de Energía, hasta que concluya el primer año de operaciones de dicho Mercado.

Al respecto, en la Secretaría de Energía la facultad de la Autoridad de Vigilancia del Mercado recae en la Unidad del Sistema Eléctrico Nacional y Política Nuclear, mientras que la función de Unidad de Vigilancia del Mercado recae en la Dirección General de Análisis y Vigilancia del Mercado Eléctrico, atentos a lo dispuesto en las bases 2.1.7 y 2.1.142 de las Bases del Mercado Eléctrico publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 8 de septiembre de 2015.

En ejecución de las funciones que le competen a la Dirección General de Análisis y Vigilancia del Mercado Eléctrico, en su carácter de Unidad de Vigilancia del Mercado, dicha autoridad remitió hoy a la Unidad a mi cargo, el oficio 315.168/16, del 3 de agosto de 2016, del cual se adjunta una copia al presente.

En dicho oficio 315.168/16, la Unidad de Vigilancia del Mercado comunica a esta Autoridad que, derivado de la investigación bajo la cual revisó las ofertas de las Centrales Eléctricas desde el inicio de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo hasta el 29 de julio de 2016, encontró que se han realizado ofertas por encima de los costos calculados conforme a la Ley y a las Reglas de Mercado como se definen en la fracción XXXVIII del artículo 3 de la Ley, conducta que encuadra en el supuesto previsto en el inciso (a) de la base 18.3.4 de las Bases del Mercado Eléctrico y que tiene como efecto interferir indebidamente con el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista, lo cual está prohibido por el artículo 104, párrafo séptimo de la Ley.



Av. Insurgentes Sur 890, piso 9, Col. Del Valle, Del. Benito Juárez, C.P. 03100 México, D.F.
Tel.: 5000 6000, www.energia.gob.mx

En virtud de lo anterior, con fundamento en el artículo 104, párrafo séptimo y en el Tercero Transitorio, párrafo cuarto de la Ley; y en las bases 2.1.7 y 18.2.1, incisos (d) y (h) de las Bases del Mercado Eléctrico, la Unidad del Sistema Eléctrico Nacional y Política Nuclear, en su carácter de Autoridad de Vigilancia del Mercado, instruye al CENACE para que, en el marco de su competencia, recalcule los precios de mercado y, en su caso, rectifique la facturación correspondiente, previa emisión del estado de cuenta respectivo.

Se emite el presente con fundamento en los artículos 8, fracción XII y 10, fracciones XXXVII y XXXVIII del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía.

Sin otro particular, aprovecho la ocasión para enviarle un cordial saludo.

**El Titular de la Unidad**

**Pedro Francisco Guerra Morales**

Anexos: Oficio 315.168/16, de fecha 3 de agosto de 2016, suscrito por el Dr. César Alejandro Hernández Alva. Director General de Análisis y Vigilancia del Mercado Eléctrico, y sus anexos A y B, así como dos CD-ROM.

c.c.p. Dr. César Emiliano Hernández Ochoa, Subsecretario de Electricidad de la SENER.
Dr. César Alejandro Hernández Alva. Director General de Análisis y Vigilancia del Mercado Eléctrico.



Av. Insurgentes Sur 890, piso 9, Col. Del Valle, Del. Benito Juárez, C.P. 03100 México, D.F.
Tel.: 5000 6000, www.energia.gob.mx

SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA | SUBSECRETARÍA DE ELECTRICIDAD

03 AGO 2016

UNIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL Y POLÍTICA NUCLEAR

Luz Nuñez Ortiz

**OFICIO 315.168/16**
Subsecretaría de Electricidad
Dirección General de Análisis y Vigilancia del Mercado Eléctrico

**Ciudad de México, a 03 de agosto de 2016**

**Lic. Pedro Francisco Guerra Morales**
Jefe de Unidad del Sistema Eléctrico Nacional
y Política Nuclear
Secretaría de Energía
**P r e s e n t e**

**A C U S E**

Como es de su conocimiento, la Secretaría de Energía cuenta con facultades para verificar la aplicación de la regulación aplicable a la industria eléctrica y requerir información para tal fin, de conformidad con los artículos 33, fracción XXVIII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y 11, fracciones XXXIII, XXXVIII, XL y XLII de la Ley de la Industria Eléctrica (en adelante, la Ley). Asimismo, de conformidad con lo señalado por el Tercero Transitorio, párrafo cuarto, de la Ley, durante el primer año de operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista, esta Secretaría ejercerá, con el apoyo técnico de la Comisión Reguladora de Energía, las facultades de vigilancia del Mercado Eléctrico Mayorista que el artículo 104 de la Ley confiere a dicha Comisión, y de acuerdo con lo establecido en las bases 2.1.7, 2.1.142, 18.1.1, 18.1.2, 18.1.3 y 18.3.1, incisos (a), (b), (c), (h), (i) y (s) de las Bases del Mercado Eléctrico, y en el artículo 15, fracciones I, V, XIV y XV del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, la Dirección General de Análisis y Vigilancia del Mercado Eléctrico, a mi cargo, debe ejercer la función correspondiente a la Unidad de Vigilancia del Mercado.

Cabe señalar que esta Dirección General contó con el apoyo técnico de la Comisión Reguladora de Energía mediante la realización de diversas reuniones de trabajo, talleres, seminarios, conferencias, comentarios al Manual de Vigilancia del Mercado y otros documentos para el ejercicio de su función como Unidad de Vigilancia del Mercado.

En este contexto, para poder ejercer dicha función durante el primer año de operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista, esta Dirección General, en su carácter de Unidad de Vigilancia del Mercado, solicitó al CENACE, mediante oficio 315.167/15 de fecha 27 de noviembre de 2015, que estableciera las herramientas necesarias para el intercambio de bases de datos e información adicional que se requiriesen para llevar a cabo las labores de vigilancia. El CENACE, mediante oficio CENACE/DTI/051/2015 de fecha 01 de diciembre de 2015, respondió que dichas herramientas serían proporcionadas, lo cual se ha perfeccionado mediante un proceso paulatino.

Posteriormente, a partir del 28 de enero de 2016 fecha en que se publicó en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF) la "RESOLUCIÓN que autoriza el inicio de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo en los Sistemas Interconectados Baja California, Nacional y Baja California Sur, actualiza el calendario que deberá observar el Centro Nacional de Control de Energía para el inicio de pruebas y operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo y establece disposiciones transitorias para su entrada en vigor", esta Dirección General, en su carácter de Unidad de Vigilancia del Mercado, comenzó el desempeño de sus facultades de vigilancia de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista con el fin de asegurar su funcionamiento eficiente y el cumplimiento de las Reglas del Mercado, e inició una investigación con la finalidad de obtener información referente a los hechos, condiciones, prácticas o asuntos que pudiera ser necesaria para evaluar la violación de las Reglas del Mercado por parte del CENACE o de los Participantes del Mercado.

Para tal efecto, esta Dirección General, en su carácter de Unidad de Vigilancia del Mercado, analizó y comparó información pública respecto de los costos totales de corto plazo (en adelante, CTCP) de las Unidades de Central Eléctrica que presentaron las ofertas más altas (en adelante, Plantas Marginales) de los últimos días de enero y todos los días de febrero de 2015, publicados por la CFE, con los Precios Marginales Locales de las Plantas Marginales de los últimos días de enero y todos los días de febrero de 2016, publicados por el CENACE tras el inicio de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo.[1] Lo anterior se hizo para analizar la reestructuración derivada del inicio de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo.

Tras analizar y comparar dicha información, esta Dirección General, en su carácter de Unidad de Vigilancia del Mercado, detectó diferencias entre los valores del costo total de corto plazo (CTCP) de las Plantas Marginales, publicados por la CFE para los últimos días de enero y todos los días de febrero de 2015 (un año antes del inicio de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo), y los Precios Marginales Locales de las Plantas Marginales, publicados por el CENACE tras el inicio de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo (últimos días de enero y todos los días de febrero de 2016).

Asimismo, esta Unidad de Vigilancia del Mercado, por medio de las herramientas proporcionadas por el CENACE en atención al oficio 315.167/15 antes referido, tuvo acceso a las ofertas presentadas por

[1] Se analizaron valores de Costo Total de Corto Plazo (CTCP) publicados por la CFE en su portal de internet, para los últimos días del mes de enero y todos los días del mes de febrero de 2015, así como los Precios Marginales Locales publicados por el CENACE para los últimos días del mes de enero y todos los días del mes de febrero de 2016. El valor del CTCP representa el valor del costo variable de la Planta Marginal, es decir, la Unidad más cara que se contrata. Al ser éste el precio más alto, dicha planta es la que determina el precio de generación por $/MWh. El Precio Marginal Local está integrado por los componentes energía, pérdidas y congestión. El componente energía debe reflejar los costos variables de la planta más cara contratada (Planta Marginal) y es idéntico en cada uno de los Sistemas Eléctricos Interconectados (Baja California, Nacional y Baja California Sur). Este Precio Marginal Local es publicado por el CENACE.

los Participantes del Mercado a partir del inicio de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo.

Adicionalmente, mediante los oficios 315.036/16 de fecha 3 de marzo de 2016 y 315.041/16 de fecha 11 de marzo de 2016, esta Unidad de Vigilancia del Mercado solicitó al CENACE los parámetros de las Unidades de los Participantes del Mercado que habían presentado ofertas en el Mercado Eléctrico Mayorista, que el CENACE entregó mediante los oficios DG/016/2016, de fecha 10 de marzo de 2016, DG/DAM/020/2016 y DG/DAM/021/2016, ambos de fecha 22 de marzo de 2016.

Con esa información, esta Unidad de Vigilancia del Mercado realizó, como parte de su investigación, un análisis de las ofertas presentadas por los Participantes del Mercado desde el inicio de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo hasta el 29 de julio de 2016, a fin de confirmar que dichas ofertas no estuvieran por encima de los costos calculados conforme a la Ley y las Reglas del Mercado. Para tal efecto, esta Unidad de Vigilancia del Mercado determinó los precios de referencia de combustibles, que se adjuntan al presente como Anexo A.[2]

Como resultado de la investigación, esta Unidad de Vigilancia del Mercado detectó que las ofertas presentadas por los Participantes del Mercado han sido realizadas por encima de los costos calculados conforme a la Ley y las Reglas del Mercado, conducta que se ubica en el supuesto descrito en el numeral 18.3.4, inciso (a) de las Bases del Mercado Eléctrico.

Tal acción tiene como efecto impedir el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista y el cumplimiento de las Reglas del Mercado, lo que está prohibido en términos del artículo 104, párrafo séptimo de la Ley, por lo que en ejercicio de las facultades de vigilancia del Mercado Eléctrico Mayorista, y de apoyo y asistencia a la Autoridad de Vigilancia del Mercado a su digno cargo, conferidas por las bases 18.1.3 y 18.3.1, incisos (b), (c), (h) y (s) de las Bases del Mercado Eléctrico, esta Unidad de Vigilancia del Mercado propone que se ordene el recálculo de los precios del mercado y la rectificación de la facturación correspondiente, previa emisión del estado de cuenta respectivo, con fundamento en lo dispuesto en el artículo 104, párrafo séptimo de la Ley y la base 18.2.1, inciso (d) de las Bases del Mercado Eléctrico.

Para tal efecto, se adjunta al presente como Anexo B, una tabla que contiene, por día (en el periodo comprendido desde el inicio de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo hasta el 29 de

[2] Dichos precios de referencia de combustibles se utilizaron para realizar el análisis de las ofertas presentadas por los Participantes del Mercado desde el inicio de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo hasta el 15 de julio de 2016, fecha en que se publicó en el DOF, el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado, que en su Anexo C contiene los índices de precios de combustibles aplicables a partir de la fecha de entrada en vigor de dicho Manual.

julio de 2016) el número de ofertas que no reflejan los costos calculados conforme a la Ley y las Reglas del Mercado, como resultado de la investigación realizada.

Asimismo, se adjuntan dos CD-ROMs, nombrados Anexo Vigilancia de Ofertas UVM 1 y Anexo Vigilancia de Ofertas UVM 2, respectivamente, que contienen los archivos electrónicos con los datos completos de todas las ofertas que se ubican en dicha circunstancia. Cada CD-ROM contiene carpetas (una carpeta por cada mes a partir del inicio de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo), que a su vez contienen una carpeta por cada día del mes, en las que se incluyen los archivos en formato Excel con las ofertas que esta Unidad de Vigilancia del Mercado revisó durante su investigación. Dichos archivos incluyen la siguiente información de cada una de las ofertas:

- Estatus de asignación de la Unidad de Central Eléctrica
- Fecha inicial- indica el inicio del rango de la oferta que deberá estar comprendido dentro del periodo de recepción de ofertas del Mercado de Día en Adelanto y el Día de Operación
- Fecha final- indica el final del rango de la oferta que deberá estar comprendido dentro del periodo de recepción de ofertas del Mercado de Día en Adelanto y el Día de Operación
- Clave de la Central Eléctrica a la que corresponde la oferta
- Clave de la Unidad de Central Eléctrica a la que corresponde la oferta
- Sistema Eléctrico Interconectado para el que se presenta la oferta (Baja California, Baja California Sur, Sistema Interconectado Nacional)
- Horas (tiempo umbral) en paro para considerar cada tipo de arranque (caliente, tibio y frío)
- Costo asociado a cada tipo de arranque (caliente, tibio y frío)
- Horas del Día de Operación
- Límites de despacho máximo y mínimo de la Unidad de Central Eléctrica, por Hora del Día de Operación
- Costo de operación a potencia mínima de la Unidad de Central Eléctrica, por Hora del Día de Operación
- Total de MW ofertados por segmento de la oferta incremental de la Unidad de Central Eléctrica, por Hora del Día de Operación (MW)
- Precio unitario asociado a cada MW ofertado por segmento de la oferta incremental de la Unidad de Central Eléctrica, por Hora del Día de Operación ($MWh)
- Total de MW ofertados para reserva rodante de 10 minutos
- Precio unitario asociado a cada MW ofertado para reserva rodante de 10 minutos de la Unidad de Central Eléctrica, por Hora del Día de Operación ($MWh)
- Total de MW ofertados para reserva no rodante de 10 minutos

- Precio unitario asociado a cada MW ofertado para reserva no rodante de 10 minutos de la Unidad de Central Eléctrica, por Hora del Día de Operación ($MWh)
- Total de MW ofertados para reserva rodante suplementaria
- Precio unitario asociado a cada MW ofertado para reserva rodante suplementaria de la Unidad de Central Eléctrica, por Hora del Día de Operación ($MWh)
- Total de MW ofertados para reserva no rodante suplementaria
- Precio unitario asociado a cada MW ofertado para reserva no rodante suplementaria de la Unidad de Central Eléctrica, por Hora del Día de Operación ($MWh)
- Total de MW ofertados para reserva de regulación secundaria
- Precio unitario asociado a cada MW ofertado para reserva de regulación secundaria de la Unidad de Central Eléctrica, por Hora del Día de Operación ($MWh)

Las ofertas a las que hacen referencia los párrafos anteriores se calcularon de conformidad con la metodología que se presenta como Anexo C del presente escrito.

Sin otro particular, envío a usted un cordial saludo.

**A t e n t a m e n t e**
**El Director General**

**Dr. César Alejandro Hernández Alva**

Anexos: Anexo A, Precios de referencia de combustibles (16 páginas)
Anexo B, Tabla con el número de ofertas que no reflejan los costos calculados de conformidad con la Ley y las Reglas del Mercado, por día (6 páginas)
Anexo C, Metodología utilizada para la evaluación de ofertas económicas (4 páginas)
CD-ROM nombrado "Anexo Vigilancia de Ofertas UVM 1"
CD ROM nombrado "Anexo Vigilancia de Ofertas UVM 2"

c.c.p. Dr. César Emiliano Hernández Ochoa, Subsecretario de Electricidad de la SENER
Ing. Eduardo Meraz Ateca, Director General del CENACE

## Anexo A
## Precios de referencia de combustibles

En ejercicio de sus funciones como Unidad de Vigilancia del Mercado, esta Dirección General estableció los precios de referencia de combustibles, los cuales serían empleados para realizar el análisis de las ofertas presentadas por los Participantes del Mercado a partir del inicio de operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista hasta el 15 de julio de 2016, fecha en que se publicó en el DOF el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado, que en su Anexo C contiene los índices de precios de combustibles aplicables a partir de la fecha de entrada en vigor de dicho Manual.

Para la lectura de este anexo, es necesario tomar en consideración las siguientes notas aclaratorias a lo largo del presente Anexo:

1. Para realizar la conversión de dólares a moneda nacional, se emplea el tipo de cambio promedio de los últimos 7 días publicado en el Diario Oficial de la Federación a fin de reducir la volatilidad cambiaria.
2. Los factores de conversión a MMBtu se calcularon con base en los poderes caloríficos superiores de los combustibles correspondientes, reportados en el COPAR (Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico) publicado por la Subdirección de Programación de la CFE.
3. Para efectos de las publicaciones de la CRE, FERC, PEMEX, INEGI y CENAGAS, se tomará en consideración la última publicación disponible en la página de internet de cada organismo.

A continuación se presentan las fórmulas empleadas para realizar el cálculo de los precios de referencia combustóleo, gas natural, diésel, carbón nacional y carbón importado.

### Combustóleo

El combustóleo es un producto residual de la refinación de petróleo; en consecuencia, su contenido de azufre depende del grado en que este contaminante esté presente en el petróleo procesado. Una alternativa para reducir el contenido de azufre en el combustóleo es emplear una unidad desulfuradora de residuales, que es muy poco común en México; la refinería de Tula instaló una planta de este tipo a mediados de los años noventa, con capacidad para procesar una fracción del combustóleo producido. Otra opción para disminuir el grado de azufre es realizar mezclas con combustóleos obtenidos de crudos de mayor calidad o procesados en unidades desulfuradoras. El petróleo que se procesa en las refinerías mexicanas, es de tipo pesado y azufroso, por lo tanto, la mayor parte del combustóleo nacional contiene entre 3.9% y 4.0% de azufre, excepto el producido en Tula que contiene 3.55%, ya que proviene de una mezcla con el combustóleo obtenido de la desulfuradora.[1] Otro contaminante presente en el combustóleo es el níquel/vanadio que, a pesar de estar presentes en cantidades menores, producen daños relevantes en los equipos.

[1] En 2015, la participación de cada una de las seis refinerías en la producción de combustóleo fue: Salina Cruz 35%, Tula 31%, Salamanca 15%, Minatitlán 9%, Madero 5% y Cadereyta 5%.

Adicionalmente, una propiedad de alta relevancia del combustóleo es su grado de viscosidad, de tal manera que es necesario precalentarlo para poder manejarlo y quemarlo. Si bien las refinerías cuentan con una unidad reductora de viscosidad, algunas aplicaciones requieren de combustóleo con viscosidad aún más baja, que se logra realizando una mezcla con gasóleo atmosférico, equivalente a diésel industrial, cuyo precio es significativamente mayor.

A diferencia del gas natural y de los otros derivados del petróleo, México es exportador neto de combustible residual. En consecuencia, el costo de oportunidad del combustóleo nacional puede estimarse considerando su exportación al mercado relevante de referencia, el de la Costa del Golfo de los Estados Unidos (*USGC*, por sus siglas en inglés) por su cercanía y profundidad.[2] De esta manera, el precio en cada refinería puede determinarse como el precio *USGC* (ajustado por las diferencias de calidad entre el combustible nacional y el del mercado estadounidense, empleado como referencia), menos los costos asociados para colocarlo en dicho mercado (transporte terrestre, flete marítimo, carga, descarga, entre otros).

- **Fórmula para la determinación de precios de referencia del combustóleo**

$$PRef_Com_j = \left[\left((USGC\ No.6\ 3\%_{m-2} / FactBarr_MMBtu) - AjusCal_j - TransUS_j\right) \cdot TC_p7\right] + (IEPS/FactL_MMBtu)$$

Donde:

***PRef_Com$_j$:*** precio de referencia del combustóleo en el centro productor "j".

***j:*** subíndice referido al centro productor (Cadereyta, Madero, Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz o Tula).

***USGC No.6 3%$_{m-2}$*** **:** precio promedio del segundo mes anterior al mes correspondiente al Día de Operación, en dólares por barril, del combustóleo con 3% de azufre en la Costa del Golfo de los Estados Unidos de América, reportado como **No.6 3%** en *US Marketscan* (publicado por Platts) bajo el encabezado *Gulf Coast - Houston* (columna *Mid*).

***FactBarr_MMBtu:*** factor de conversión considerando el poder calorífico para obtener dólares por MMBtu, establecido en 6.283.

***AjusCalj:*** ajuste de calidad por contenido de azufre y viscosidad del combustóleo del centro productor "j". Este ajuste considera las diferencias (de azufre, viscosidad y trazas de metales) entre el combustóleo producido en la refinería "j" y el registrado en el mercado de referencia. Para la Costa del Golfo de Estados Unidos, Platts reporta

[2] En Estados Unidos se produce un volumen muy pequeño de combustóleo, debido a que la mayor parte de sus refinerías son de alta complejidad, con unidades de desintegración catalítica y de coquización que permiten la conversión de casi la totalidad del combustible residual. Por su parte, el consumo interno es aún más pequeño, dado que la mayor parte de su producción (e importación) de combustóleo se destina a la exportación, tanto a otros países (China, Centroamérica, entre otros) como a buques en la forma de combustibles marinos (IFO 380 e IFO 180).

los precios del combustóleo (denominado No.6) con 1% y 3% de azufre, así como el del diésel de más baja calidad (llamado No.2, que tiene como máximo 0.05% de azufre). Los dos primeros elementos de la fórmula de ajuste que se presenta a continuación penalizan, de forma integral, el exceso de azufre y de viscosidad del combustóleo de cada refinería respecto al de 3% de azufre reportado en el mercado USGC. Se considera que la calidad del combustible de referencia puede replicarse mediante mezclas de combustóleo nacional con combustibles de mayor calidad con menor contenido de azufre y viscosidad que el producto nacional. El tercer elemento de la fórmula penaliza el exceso de níquel/vanadio (respecto a las 200 ppm que tiene como máximo el combustóleo de referencia). Debido al bajo impacto del contenido de níquel/vanadio en el precio, y a que este parámetro difiere tanto entre refinerías como a través del tiempo, se considera la media ponderada de este contaminante en combustible residual producido en México.

Es importante destacar que la fórmula de ajuste de calidad propuesta es una re-expresión de un sistema complejo de ecuaciones utilizadas por Pemex con el mismo objetivo, que arroja idénticos resultados para los primeros dos elementos (sólo para el tercero, que es el más pequeño, se basa en valores promedio) y es resultado del estudio derivado del Convenio de Colaboración Núm. CC-03/2015 celebrado entre la Secretaría de Energía y el Instituto Politécnico Nacional para el proyecto Servicios de Asesoría para la Vigilancia del Mercado Eléctrico Mayorista ("Estudio"). La única limitación de la versión simplificada propuesta es que el valor del factor "$K_j$" depende del contenido de azufre en el combustóleo nacional, por lo tanto, en la Tabla 1 se presentan los valores de dicho parámetro para otros posibles casos.

$$AjusCalj = \left[(USGC\ No.6\ 1\%_{m-2} - USGC\ No.6\ 3\%_{m-2}) \bullet [(\%S_j - 3\%) / (3\% - 1\%)] \bullet (K_j)\right. + \left.[(USGC\ No.2_{m-2}) \bullet FactGal - (USGC\ No.6\ 3\%_{m-2})] \bullet PenVisc + (NiVa\ Prom - NiVaRef) \bullet PenNV\right] / FactBarr_MMBtu$$

***USGC No.6 1%$_{m-2}$*** **:** precio promedio del segundo mes anterior al mes correspondiente al Día de Operación, en dólares por barril, del combustóleo con 1% de azufre en la Costa del Golfo de los Estados Unidos de América, reportado como **No.6 1%** en *US Marketscan* (publicado por Platts) bajo el encabezado *Gulf Coast - Houston* (columna *Mid*).

***%$S_j$*:** porcentaje en peso del azufre contenido en el combustóleo del centro productor "j".

***$K_j$*:** factor de ajuste que depende del porcentaje de azufre en el combustóleo del centro productor "j", conforme a lo siguiente:

***Tabla 1 Porcentaje de Azufre***

| $\%S_j$ | Factor $K_j$ | Centro Productor |
|---|---|---|
| 4.00 | 0.809 | Cadereyta, Madero y Salina Cruz |
| 3.90 | 0.785 | Minatitlán y Salamanca |
| 3.80 | 0.756 | |
| 3.70 | 0.718 | |
| 3.60 | 0.668 | |
| 3.55 | 0.636 | Tula |
| 3.50 | 0.598 | |

***USGC No.*** $2_{m-2}$ **:** precio promedio del segundo mes anterior al mes correspondiente al Día de Operación, en centavos de dólar por galón, del diésel de menor calidad en la Costa del Golfo de los Estados Unidos de América, reportado como No. 2 en US Marketscan (publicado por Platts) bajo el encabezado Gulf Coast - Houston (columna Mid).

***FactGal:*** factor de conversión para obtener dólares por barril a partir de centavos de dólar por galón, establecido en 0.42.

***PenVisc:*** factor de penalización por viscosidad del combustóleo nacional, establecido en 0.0861 de acuerdo con la estimación presentada en el Estudio.

***NiVa Prom:*** media ponderada del contenido de Níquel-Vanadio en el combustóleo nacional, en partículas por millón estimada en 327 ppm en el Estudio.

***NiVaRef:*** nivel máximo de contenido de Níquel-Vanadio en el combustóleo de referencia, establecido en 200 ppm como resultado del Estudio.

***PenNV:*** factor de penalización por exceso de Níquel-Vanadio, establecido en 0.000368 para todos los centros productores derivado del Estudio.

***TransUS$_j$:*** tarifa de flete marítimo y terrestre, desde el centro productor "j" de referencia hacia la Costa del Golfo de los Estados Unidos de América, basada en la siguiente tabla:

***Tabla 2 Tarifa de flete***

| Centro Productor | USD/bl | USD/MMBtu |
|---|---|---|
| Cadereyta | 2.46 | 0.3913 |
| Madero | 0.61 | 0.0970 |
| Minatitlán | 3.58 | 0.5694 |
| Salamanca | 4.54 | 0.7221 |
| Salina Cruz | 1.00 | 0.1590 |
| Tula | 4.06 | 0.6457 |

El flete marítimo para transporte de petróleo y derivados tiene dos componentes principales, el alquiler del buque y el costo del combustible marino. El alquiler presenta economías de escala grandes respecto a la capacidad de los buques; aunque se puede contratar en términos spot, lo más frecuente es mediante contratos *Time Charter* por un periodo (generalmente 12 meses). Por otra parte, el combustible marino que utilizan los tanqueros en alta mar es una mezcla de combustóleo (comúnmente de alto contenido de azufre) con una fracción menor de gasóleo (diésel de baja calidad) para reducir su viscosidad, el cual se consume en máquinas de combustión interna. En la actual coyuntura de bajos precios de combustibles, este rubro de costos es mucho menor que el de alquiler.

La Tabla 2 es resultado de estimación realizada en el Estudio para el costo promedio del transporte para exportar a la Costa Este de Estados Unidos desde cada uno de los centros productores considerando fletes marítimos desde Coatzacoalcos y Salina Cruz en tanqueros con capacidad aproximada de 300,000 barriles de combustóleo, así como terrestres vía tren o pipa desde Madero a Houston y de Cadereyta, Tula o Salamanca al centro productor de exportación de referencia.

***TC_p7***: promedio móvil de los últimos 7 días del tipo de cambio publicado en el Diario Oficial de la Federación.

***IEPS***: Impuesto Especial sobre Producción y Servicios vigente aplicable al combustóleo durante el año de operación publicado en el Diario Oficial de la Federación.

***FactL_MMBtu***: factor de conversión considerando el poder calorífico para obtener pesos por MMBtu, establecido en 0.039519.

Adicionalmente, para determinar el precio para cada una de las Unidades de Central Eléctrica, se debe agregar un componente de transporte, expresado en pesos por MMBtu, de acuerdo a lo establecido en la siguiente tabla:

***Tabla 3 Componente de transporte***

| Centro Productor/ Puerto Embarcadero | Región de entrega | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | BCN | BCS | Centro | Oriente | Occidente | Noroeste | Noreste | Norte | Península |
| Tula | | | 0.00 | | 15.09 | | | | |
| Minatitlán | | | | 4.22 | | | | | 16.04 |
| Salamanca | | | | | | | | 33.72 | |
| Cadereyta | | | | | | | 13.99 | 33.72 | |
| Madero | | | | | | | 0.55 | | |
| Salina Cruz/San Carlos | 11.24 | 7.49 | | | | | | | |
| Salina Cruz/Manzanillo | | | | | 5.42 | | | | |
| Salina Cruz/Mazatlán | | | | | | 6.96 | | | |
| Salina Cruz/Guaymas | | | | | | 8.14 | | | |
| Salina Cruz/Topolobampo | | | | | | 7.49 | | | |
| Salina Cruz/Lázaro Cárdenas | | | | | 5.01 | | | | |

El componente de transporte nacional, derivado del Estudio, refleja los costos variables asociados al flete terrestre vía tren o pipa desde los centros productores a las distintas zonas del país o, para el caso específico de Salina Cruz, el flete marítimo a los diversos puertos embarcaderos en la región del Pacífico.

A fin de reducir la volatilidad en los precios de referencia del combustóleo para el periodo comprendido entre el primer Día de Operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista y el 30 de junio del 2016, para el cálculo de los precios de referencia del combustóleo se utilizó el promedio del segundo mes anterior al correspondiente al Día

de Operación de los precios de los combustibles del mercado estadounidense que corresponde a las variables ***USGC No.6 1%, USGC No.6 3%*** y ***USGC No.2***. Posteriormente, del 1 al 15 de julio, se empleó el precio del Día de Operación correspondiente a estas variables.

Diésel

Dado que el precio del diésel industrial comercializado por PEMEX no es público, se utiliza como referencia el precio máximo de venta al público del diésel distribuido en las gasolineras. Al ser puesto en el centro de distribución, el precio refleja, de forma indirecta, el costo del transporte asociado a cada planta y el costo del combustible en sí. No obstante, se descuenta el Impuesto al Valor Agregado al ser un impuesto acreditable de acuerdo a la normativa fiscal mexicana.

- **Fórmula para la determinación de precios de referencia del diésel**

$$PRef_Dis = (BSupDOF - IVA) \cdot FactL_MMBtu$$

Donde:

***PRef_Dis:*** precio de referencia nacional del diésel.

***BSupDOF:*** límite superior de la banda de precios vigente para el diésel aplicable durante el año en curso establecida de forma anual por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público publicada en el Diario Oficial de la Federación.

***IVA:*** Impuesto al Valor Agregado.

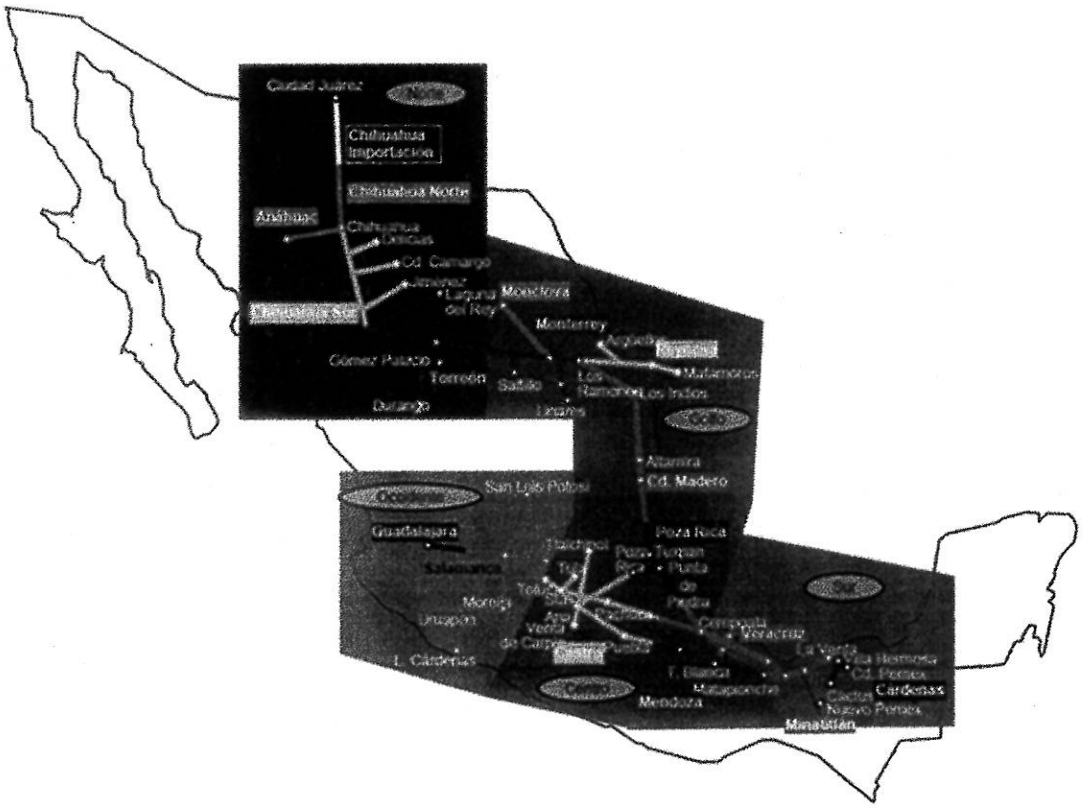
***FactL_MMbtu:*** factor de conversión de litros MMBtu, establecido en 27.26578.

Gas Natural

Los precios de referencia del gas natural consideran los puntos de inyección, las fronteras de importación y la salida del principal centro de procesamiento, Ciudad Pemex. Para ello, se toman en cuenta los costos de transporte (fijos y variables) desde el mercado estadounidense de referencia al punto de importación más cercano a la frontera. Para estimar el precio en cada una de las centrales de generación, se toma el precio correspondiente a la región de inyección más viable (técnica y económicamente) en territorio nacional, más los costos variables de transporte hasta la región de consumo. Estos costos se obtienen de las Tarifas por trayecto de transporte de gas natural para el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado (SISTRANGAS) publicadas por el

CENAGAS en el Diario Oficial de la Federación y, para llevar a cabo la asignación de regiones, se utilizan las zonas del Sistema Nacional de Gasoductos de Pemex.

***Mapa 1 Zonas del Sistema Nacional de Gasoductos***




- **Fórmula para la determinación de precios de referencia del gas natural**

El precio del gas puesto en central será establecido conforme a la región de origen y destino del combustible empleando los valores correspondientes al costo variable de transporte en la Tabla 4.En el caso específico de las Unidades Turbogás para generación distribuida, ubicadas dentro del área metropolitana de la Ciudad de México, además de los costos variables de transporte, se tomarán en cuenta los costos variables de distribución que se presentan en la Tabla 5.

***Tabla 4 Costo variable de transporte de gas natural***

| Costo variable de transporte de gas natural | | |
|---|---|---|
| **Región de origen** | **Región de destino** | **Costo (MXN/MM Btu)** |
| Reynosa | Oriental | $0.02903 |
| Reynosa | Noreste | $0.02903 |
| Ciudad Pemex | Peninsular | $0.01673 |
| Ciudad Pemex | Central | $0.07764 |
| Ciudad Pemex | Oriental | $0.02903 |
| Importación | Occidental | $0.08761 |
| Importación | El Sauz | $0.06971 |
| Importación | BCN | $0.0000 |
| Ciudad Juárez | Norte | $0.0140 |
| Ciudad Juárez | Noroeste | $0.0000 |

El costo variable de transporte se compone de la siguiente forma:

- Reynosa – Oriental: estampilla de transporte del SISTRANGAS, cargo por uso en base firme en el Golfo.
- Reynosa – Noreste: estampilla de transporte del SISTRANGAS, cargo por uso en base firme en el Golfo.
- Ciudad Pemex – Peninsular: estampilla de transporte del SISTRANGAS, cargo por uso en base firme en el Sur.
- Ciudad Pemex – Central: cargo por uso para el gas inyectado en Zona Sur y extraído en Zona Centro.
- Ciudad Pemex – Oriental: estampilla de transporte del SISTRANGAS, cargo por uso en base firme en el Golfo.
- Importación – Occidental: cargo por uso autorizado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para Energía Occidente de México, S. de R. L. de C.V. aplicable al trayecto 1.
- Importación – El Sauz: estampilla de transporte del SISTRANGAS, cargo por uso en base firme en el Golfo, más estimación de cargo por uso contractual por uso del Gasoducto Naranjos -Tamazunchale - El Sauz.

- Importación – BCN: no se considera costo variable de transporte en territorio nacional dado que los gasoductos empleados en el trayecto de la frontera a la central respectiva, no forman parte del SISTRANGAS.
- Ciudad Juárez - Norte: se considera el cargo por uso autorizado por la CRE para Gasoductos de Chihuahua S. de R.L. de C.V.
- Ciudad Juárez – Noroeste: se considera el cargo por uso autorizado por la CRE para el Sistema Naco Hermosillo.

***Tabla 5 Costo variable de distribución de gas natural (Unidades Turbogás)***

| Costo variable de distribución de gas natural | |
|---|---|
| **Ubicación de la Unidad Turbogás** | **Costo (MXN/MMBtu)** |
| Estado de México | $2.0557 |
| Ciudad de México | $3.6139[3] |

Las tarifas de distribución se asignaron de la siguiente manera:

- Estado de México: cargo por uso autorizado por la CRE para el consorcio Mexi-Gas S.A. de C.V. en el nivel de servicio GCG5.
- Ciudad de México: cargo por uso autorizado por la CRE para el Comercializadora Metrogas S.A. de C.V. en correspondiente al nivel de consumo Mercado Gran Industrial Bloque II, a excepción de la Central Eléctrica Nonoalco a la cual se aplica la tarifa correspondiente al Bloque I.

La alternativa más viable para establecer los precios de referencia en Reynosa que reflejen el costo de oportunidad del gas natural (producido en Burgos o importado), bajo el escenario de balance comercial de importación neta, es relacionarlo directamente con el precio promedio en el Sur de Texas más el costo de transporte a la frontera establecido por la CRE, en la nueva metodología para la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano publicada en el Diario Oficial de la Federación el 15 de febrero del presente año. Es importante mencionar que se optó por establecer una metodología que reflejara el costo de oportunidad dada la transición que se espera en el futuro cercano hacia un mercado abierto de gas natural, con el cual la metodología de la CRE dejará de ser aplicable.

Los tres índices utilizados en el promedio, corresponden a precios de entregas en nodos de comercialización que confluyen en la frontera de Texas con México, Texas Eastern y Tennessee zone 0, mientras que Houston Ship Channel es un nodo en el que confluyen diversos gasoductos dada la importancia de la zona industrial que va de Houston a la Bahía de Galveston con un volumen considerable de transacciones realizadas.

[3] Para el caso específico de la Central Eléctrica Nonoalco, el costo variable de distribución asciende a 11.6659 pesos por MMBtu.

- ***Para el precio de referencia de la región de origen Reynosa***

$$PRef_Reynosa = [(Promedio(stx, tzo, hsc) + TransFront) \cdot TC_p7 \cdot (1 + fuel)] + cvt$$

Donde:

***stx:*** precio en dólares por MMBtu del gas natural reportado como **Tx. Eastern, STX** en *Gas Daily* (publicado por Platts) bajo el encabezado *East Texas* (columna *Mid*).

***tzo:*** precio en dólares por MMBtu del gas natural reportado como **Tennessee, zone 0** en *Gas Daily* (publicado por Platts) bajo el encabezado *East Texas* (columna *Mid*).

***hsc:*** precio en dólares por MMBtu del gas natural reportado como **Houston Ship Channel** en *Gas Daily* (publicado por Platts) bajo el encabezado *East Texas* (columna *Mid*).

***TransFront:*** tarifa vigente para transporte del Sur de Texas a la frontera de Reynosa, determinada semestralmente por la CRE.

*TC_p7*: promedio móvil de los últimos 7 días del tipo de cambio publicado en el Diario Oficial de la Federación.

***fuel:*** porcentaje del gas combustible establecido por la CRE para SISTRANGAS.

***cvt:*** costo variable del transporte de Reynosa a la región de destino del gas natural.

Para establecer el precio de referencia de Ciudad Pemex se propone utilizar un criterio similar al de la CRE, en el cual se toma la fórmula presentada anteriormente para Reynosa y se agrega la tarifa de transporte neta (*netback*) desde la frontera en Reynosa a Ciudad Pemex.

- ***Para el precio de referencia de la región de origen Ciudad Pemex***

$$PRef_CdPemex = [(Promedio(stx, tzo, hsc) + TransFront + Netback) \cdot TC_p7 \cdot (1 + fuel)] + cvt + cvdis$$

Donde:

***stx:*** precio en dólares por MMBtu del gas natural reportado como **Tx. Eastern, STX** en *Gas Daily* (publicado por Platts) bajo el encabezado *East Texas* (columna *Mid*).

***tzo:*** precio en dólares por MMBtu del gas natural reportado como **Tennessee, zone 0** en *Gas Daily* (publicado por Platts) bajo el encabezado *East Texas* (columna *Mid*).

***hsc:*** precio en dólares por MMBtu del gas natural reportado como **Houston Ship Channel** en *Gas Daily* (publicado por Platts) bajo el encabezado *East Texas* (columna *Mid*).

***TransFront:*** tarifa vigente para transporte del Sur de Texas a Reynosa, determinada semestralmente por la CRE.

***Netback:*** tarifa de transporte neta vigente desde la frontera en Reynosa a Ciudad Pemex, publicado por Pemex aplicable al mes del Día de Operación.

***TC_p7***: promedio móvil de los últimos 7 días del tipo de cambio publicado en el Diario Oficial de la Federación.

***fuel:*** porcentaje del gas combustible establecido por la CRE para SISTRANGAS.

***cvt:*** costo variable del transporte de Ciudad Pemex a la región de destino del gas natural.

***cvdis:*** costo variable de distribución del combustible.

El criterio inicial para establecer los precios de referencia para el Gas Natural Licuado importado por la terminal de Manzanillo se basa en la estimación de su costo de oportunidad. Los destinos principales de las ventas de GNL son Japón, Corea del Sur y China representando, en conjunto, el 55% de las compras mundiales de este combustible de acuerdo con lo reportado en el *Word LNG Report 2016* publicado por *International Gas Union*. En este sentido, el precio de referencia para las terminales del Pacífico reportado por Platts es el denominado *Japan/Korea Marker* (jkm). A este precio se le debe sustraer el costo de transporte marítimo para llevarlo a esa zona desde el puerto de Manzanillo y añadir el costo de regasificación correspondiente. Asimismo, Platts reportadiariamente los costos de transporte marítimo desde Perú (Pampa Melchorita) hasta Japón/Corea (Futtsu, Japón), ubicados a una distancia de 15,800 km. Estos fletes se reportan en dólares por MMbtu y son calculados considerando un viaje en alta mar de 21 días de duración (navegando a una velocidad de 17 nudos)[4], más el viaje de regreso y 3 días más en las operaciones de carga y descarga del combustible. Por tanto, la tarifa reportada puede ser utilizada para estimar la correspondiente a la ruta Manzanillo-Futtsu, considerando que esta distancia es 11,100 km y que solo 93% de los 45 días (es decir, 42 días) del servicio total de transporte desde Perú está asociado a la navegación en alta mar. Así, el flete de Manzanillo a la referencia Japón/Corea será igual al 72% del reportado en Platt's para el país sudamericano. Dado que este costo mantiene un comportamiento muy estable y poco cambiante, se utilizó el promedio de algunas observaciones, para establecerlo en 0.70 dólares por MMBtu, sin embargo, este costo está sujeto a revisiones anuales.

- ***Para el precio de referencia de Importación-Occidental:***

$$PRef_ImpOcc = [(jkm - (pjkm \cdot Fact_JM) + cregas) \cdot TC_p7 \cdot (1 + fuel)] + cvt$$

[4] 1 nudo = 1 milla náutica por hora, 1 milla náutica = 1.852 km

Donde:

***jkm*:** precio de referencia del gas natural *Japan Korea Marker* publicado en el análisis diario de gas natural de Pemex.

***pjkm*:** costo del transporte marítimo en viaje redondo entre Perú (Pampa Melchorita) y Japón/Korea (puerto de Futtsu), establecido inicialmente en 0.70 dólares por MMBtu y sujeto a actualización anual.

***Fact_JM*:** factor que refleja la diferencia de fletes marítimos Pampa Melchorita-Futtsu y Pampa Melcorita-Manzanillo, con valor de 0.64. Permite que el precio del GNL en el puerto peruano sea el mismo para venta a Japón o a Manzanillo.

***cregas*:** componente variable de la tarifa de regasificación vigente publicada por la CRE, establecida en 6% del cargo por capacidad de la terminal KMS de GNL publicado por la CRE.

***TC_p7*:** promedio móvil de los últimos 7 días del tipo de cambio publicado en el Diario Oficial de la Federación.

***fuel*:** porcentaje del gas combustible establecido por la CRE para SISTRANGAS.

***cvt*:** costo variable del transporte del punto de importación a la región de destino del gas natural.

El Sistema Interconectado de Baja California puede abastecerse de gas, principalmente, mediante importaciones provenientes del sur de California, por lo que el índice de referencia es SoCal, el cual es reportado diariamente por Platts ajustado por el gas combustible que se utiliza en los gasoductos estadounidenses y es publicado por la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC). A este componente, debe sumarse el costo del transporte desde el nodo hasta la frontera con México, el cual fue estimado en 0.25 dólares por MMBtu en el Estudio.

- ***Para el precio de referencia de Importación-Baja California:***

$$PRef_ImpBC = [((AjusComp \cdot socal) + tbc) \cdot TC_p7 \cdot (1 + fuel)] + cvt$$

Donde:

***socal*:** precio en dólares por MMBtu, del gas natural reportado como **SoCal Gas** en *Gas Daily* (publicado por Platts) bajo el encabezado *Southwest* (columna *Mid*).

***AjusComp*:** ajuste por el gas combustible utilizado en las compresoras para el transporte de Socal a Baja California establecido en 1.0125.

***tbc*:** tarifa de transporte de California a la frontera de Baja California a la región de destino, establecida en 0.25 dólares por MMBtu y que será actualizada de acuerdo a los incrementos en la tarifa.

***TC_p7*:** promedio móvil de los últimos 7 días del tipo de cambio publicado en el Diario Oficial de la Federación.

***fuel*:** porcentaje del gas combustible establecido por la CRE para SISTRANGAS.

***cvt:*** costo variable del transporte del punto de importación a la región de destino del gas natural.

El último punto de internación de gas proveniente de Estados Unidos es Ciudad Juárez, ya que este gas es utilizado en la zona norte y noroeste de México. Como precio de referencia se utiliza el del nodo Waha, ya que refleja las condiciones de la cuenca Permian que abarca el occidente de Texas y el sur de Nuevo México, además de ser un nodo en el que confluyen gasoductos de diversos estados. Este índice debe ser ajustado por el gas combustible utilizado para el transporte de Waha a la frontera con México, así como por los costos del transporte, ambos, publicados por la compañía *El Paso Natural Gas* y autorizados por la FERC.

- ***Para el precio de referencia de la región de origen Ciudad Juárez:***

$$PRef_CdJ = [(AjusComp_w \cdot waha) \cdot (1 + fuel_w) + TransCdJ + cvt] \cdot TC_p7$$

Donde:

***AjusComp_w:*** ajuste por el gas combustible utilizado en las compresoras para el transporte de Waha a Ciudad Juárez establecido en 1.0234. El gas combustible debe actualizarse conforme a lo publicado por El Paso Natural Gas en la sección FUEL CHARGES, Mainline Fuel.

***waha:*** precio, en dólares por MMBtu, del gas natural reportado como **Waha** en *Gas Daily* (publicado por Platts) bajo el encabezado *Southwest* (columna *Mid*).

***TransCdJ:*** costo variable del transporte de Waha a Ciudad Juárez establecido en 0.32 dólares por MMBtu en la tarifa de El Paso Natural Company y que será actualizada de acuerdo a los incrementos en la tarifa correspondiente a la zona de Arizona FT-1 *usage rate.*

***TC_p7*:** promedio móvil de los últimos 7 días del tipo de cambio publicado en el Diario Oficial de la Federación.

***cvt:*** costo variable del transporte de Ciudad Juárez a la región de destino del gas natural.

***fuel_w:*** porcentaje del gas combustible establecido por la CRE para las compresoras Gloria a Dios y Sueco, además del utilizado para el Sistema Naco-Hermosillo publicado por la CRE.

Los costos variables de transporte (cvt) de todas las fórmulas para la estimación de los precios de referencia del gas natural deben ser tomados de la Tabla 4 de conformidad con la zona respectiva al Mapa 1 en la que se encuentra la central. Adicionalmente, se debe considerar el componente asociado al gas combustible utilizado para el transporte en territorio nacional.

Carbón

En México, existen 3 plantas cuyo combustible principal es el carbón. Las centrales carboeléctricas José López Portillo y Carbón II se localizan en Coahuila y utilizan mineral de origen nacional. Por su parte, la central Petacalco utiliza carbón importado proveniente de diversos países, siendo el nodo Ámsterdam, Rotterdam y Antwerp la mejor referencia de precio ya que en eéste se reciben cargamentos de barcos con diversos orígenes, entre los que destacan Colombia, Rusia, Sudáfrica, Polonia, Australia y Estados Unidos.

Dado que no existe un mercado nacional que permita establecer un índice de referencia para el precio del carbón nacional, en la fórmula se considera un promedio ponderado de precios con base en las cantidades suministradas por parte del Corporativo Industrial (CICSA), Promotora para el Desarrollo Minero de Coahuila (PRODEMI) y de los licitantes ganadores de las subastas que realiza la CFE para la adquisición de carbón en la región de Sabinas. Asimismo, se incluye un componente relativo al costo del manejo de cenizas que se obtuvo del documento Factores de ajuste a los cargos de las tarifas eléctricas sujetas a la cláusula de los ajustes por las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación nacional, emitido por la Subdirección de Programación de la CFE.

- **Fórmula para la determinación de precios de referencia del carbón nacional**

$$PRefCarbNac = [(x \cdot CarbDis + y \cdot PMaxSub + (z \cdot PRODEMI) + CenizaNac + IEPS) \cdot FactTon_MMBtu]$$

***PRefCarbNac:*** precio de referencia del carbón nacional para las centrales José López Portillo y Carbón II.

***x:*** proporción del carbón de diseño proveniente del contrato CICSA utilizado por la central eléctrica.

***CarbDis:*** precio del contrato de suministro de carbón de diseño entre CFE como comprador y CICSA. El contrato actual expira en diciembre del 2018.

***y:*** proporción del carbón adquirido mediante subastas para la región de Sabinas, diferente al de diseño, utilizado por la central eléctrica.

***PMaxSub:*** promedio ponderado de los precios máximos de los licitantes ganadores de cada subasta. Este precio se actualizará de acuerdo a la fecha en la que dé inicio el suministro de los contratos respectivos.

***PRODEMI***: precio del contrato de suministro de carbón de la región de Sabinas entre CFE y PRODEMI ajustado por inflación de forma mensual.

***z:*** proporción del carbón proveniente del contrato entre CFE y PRODEMI, diferente al de diseño, utilizado por la central.

***CenizaNac:*** precio del manejo de cenizas del carbón nacional, establecido en 17 pesos por tonelada.

***IEPS:*** Impuesto Especial sobre Producción y Servicios vigente aplicable al carbón durante el año de operación publicado en el Diario Oficial de la Federación.

***FactTon_MMbtu:*** el factor de conversión de toneladas de carbón nacional a MMBtu, establecido en 0.05666.

A partir del segundo mes de entrada en vigor del contrato correspondiente, al precio del carbón de diseño y al precio del carbón de subastas se les realizará un ajuste por inflación de acuerdo a lo siguiente:

$$PCarbon_t = PCarbon_{t-1} \cdot \left(\frac{INPP_{t-1}}{INPP_{t-2}}\right)$$

Donde:

***$PCarbon_t$:*** precio de referencia de $CarbDis$ o $PMaxSub$ para el mes de operación.

***$PCarbon_{t-1}$:*** precio de referencia de $CarbDis$ o $PMaxSub$ del mes inmediato anterior al de operación.

***$INPP_{t-1}$:*** Índice Nacional de Precios al Productor del mes inmediato anterior al de operación, publicado por el Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática, integrado de la siguiente forma:

- 50% del Índice Nacional de Precios al Productor base junio 2012=100 (SCIAN 2007), mercancías y servicios intermedios, materias primas según quien las consume, 212110 Minería del Carbón Mineral.
- 25% del Índice Nacional de Precios al Productor base junio 2012=100 (SCIAN 2007), índice de precios productor genéricos, índice de precios productos genéricos para mercado nacional, 1087 electricidad industrial a media tensión.
- 25% del Índice Nacional de Precios al Productor base junio 2012=100 (SCIAN 2007), índice de precios productor genéricos, índice de precios productos genéricos para mercado nacional, 1306 otros productos químicos.

***$INPP_{t-2}$:*** Índice Nacional de Precios al Productor del segundo mes anterior al mes correspondiente de operación, publicado por el Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática, integrado de la siguiente forma:

- 50% del Índice Nacional de Precios al Productor base junio 2012=100 (SCIAN 2007), mercancías y servicios intermedios, materias primas según quien las consume, 212110 Minería del Carbón Mineral.
- 25% del Índice Nacional de Precios al Productor base junio 2012=100 (SCIAN 2007), índice de precios productor genéricos, índice de precios productos genéricos para mercado nacional, 1087 electricidad industrial a media tensión.

- 25% del Índice Nacional de Precios al Productor base junio 2012=100 (SCIAN 2007), índice de precios productor genéricos, índice de precios productos genéricos para mercado nacional, 1306 otros productos químicos.

La fórmula para determinar el precio del carbón importado parte de la estimación del costo de adquirir este mineral en los mercados competitivos sin considerar contratos, por lo que se tomó el precio para los futuros de carbón de Rotterdam de un mes en adelanto debido a la gran importancia de este mercado y a que la mayor parte de las compras se realizan con meses de anticipación. Este precio es reportado diariamente por *Intercontinental Exchange*, plataforma líder para transacciones en los mercados de energía. Posteriormente, se suma el costo por manejo de ceniza que se obtiene del documento Factores de ajuste a los cargos de las tarifas eléctricas sujetas a la cláusula de los ajustes por las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación nacional, emitido por la Subdirección de Programación de la CFE. Finalmente, se suma el costo del flete de Rotterdam al puerto Lázaro Cárdenas, el cual se compone del flete marítimo, los costos de carga y descarga y la tarifa del canal de Panamá, que a fin de simplificar el cálculo se estableció en 9 pesos por MMBtu, derivado del resultado presentado en el Estudio.

- **Fórmula para la determinación de precios de referencia del carbón importado**

$$PRefCarbImp = [(PFutRott \cdot TC_p7) + CenizaImp + IEPS + TrRottLazC] \cdot FactTonI_MMBtu$$

Donde:

***PRefCarbImp:*** precio de referencia del carbón importado.

***PFutRott:*** último precio disponible para los futuros de carbón de Rotterdam de un mes en adelanto (Rotterdam Coal Futures, Continuous Contract #1 (ATW1) (Front Month).

***TC_p7:*** promedio móvil de los últimos 7 días del tipo de cambio publicado en el Diario Oficial de la Federación.

***CenizaImp:*** precio del manejo de cenizas del carbón importado establecido en 9 pesos por tonelada. Este factor se actualiza de acuerdo a los cargos de las tarifas eléctricas publicado por la Subdirección de Programación de CFE.

***IEPS:*** Impuesto Especial sobre Producción y Servicios vigente aplicable al carbón durante el año de operación publicado en el Diario Oficial de la Federación.

***FactTonI_MMbtu:*** el factor de conversión de toneladas de carbón importado a MMBtu, establecido en 0.040161.Este factor corresponde a un poder calorífico superior (GAR) de 6,275 kcal/kg equivalente a 6,000 kcal/kg NAR aproximadamente.

***TrRottLazC:*** costo variable del flete de Rotterdam a Lázaro Cárdenas, establecido en 9 pesos por MMBtu.

## ANEXO B

## Tabla con el número de ofertas que no reflejan los costos calculados de conformidad con la Ley y las Reglas del Mercado, por día

| Día de Operación | Número de Ofertas de unidades térmicas económicas o con operación obligada presentadas por los Participantes del Mercado | Número de Ofertas que no reflejan los costos calculados de conformidad con la Ley y las Reglas del Mercado, por día | Porcentaje de ofertas que no reflejan los costos calculados de conformidad con la Ley y las Reglas del Mercado, por día |
|---|---|---|---|
| 27/01/2016 | 16 | 16 | 100% |
| 28/01/2016 | 16 | 16 | 100% |
| 29/01/2016 | 170 | 169 | 99% |
| 30/01/2016 | 166 | 166 | 100% |
| 31/01/2016 | 169 | 169 | 100% |
| 01/02/2016 | 169 | 169 | 100% |
| 02/02/2016 | 167 | 167 | 100% |
| 03/02/2016 | 170 | 156 | 92% |
| 04/02/2016 | 171 | 140 | 82% |
| 05/02/2016 | 167 | 137 | 82% |
| 06/02/2016 | 155 | 123 | 79% |
| 07/02/2016 | 157 | 126 | 80% |
| 08/02/2016 | 161 | 132 | 82% |
| 09/02/2016 | 161 | 130 | 81% |
| 10/02/2016 | 169 | 142 | 84% |
| 11/02/2016 | 167 | 132 | 79% |
| 12/02/2016 | 164 | 135 | 82% |
| 13/02/2016 | 163 | 134 | 82% |
| 14/02/2016 | 164 | 134 | 82% |
| 15/02/2016 | 163 | 140 | 86% |
| 16/02/2016 | 164 | 141 | 86% |
| 17/02/2016 | 162 | 132 | 81% |
| 18/02/2016 | 160 | 133 | 83% |
| 19/02/2016 | 161 | 133 | 83% |
| 20/02/2016 | 158 | 130 | 82% |
| 21/02/2016 | 160 | 132 | 83% |
| 22/02/2016 | 157 | 130 | 83% |
| 23/02/2016 | 154 | 127 | 82% |
| 24/02/2016 | 155 | 122 | 79% |
| 25/02/2016 | 159 | 127 | 80% |

| Día de Operación | Número de Ofertas de unidades térmicas económicas o con operación obligada presentadas por los Participantes del Mercado | Número de Ofertas que no reflejan los costos calculados de conformidad con la Ley y las Reglas del Mercado, por día | Porcentaje de ofertas que no reflejan los costos calculados de conformidad con la Ley y las Reglas del Mercado, por día |
|---|---|---|---|
| 26/02/2016 | 154 | 129 | 84% |
| 27/02/2016 | 150 | 124 | 83% |
| 28/02/2016 | 147 | 122 | 83% |
| 29/02/2016 | 152 | 126 | 83% |
| 01/03/2016 | 149 | 121 | 81% |
| 02/03/2016 | 148 | 122 | 82% |
| 03/03/2016 | 151 | 124 | 82% |
| 04/03/2016 | 154 | 126 | 82% |
| 05/03/2016 | 154 | 127 | 82% |
| 06/03/2016 | 153 | 127 | 83% |
| 07/03/2016 | 157 | 128 | 82% |
| 08/03/2016 | 153 | 125 | 82% |
| 09/03/2016 | 154 | 126 | 82% |
| 10/03/2016 | 150 | 124 | 83% |
| 11/03/2016 | 151 | 123 | 81% |
| 12/03/2016 | 145 | 120 | 83% |
| 13/03/2016 | 145 | 121 | 83% |
| 14/03/2016 | 147 | 122 | 83% |
| 15/03/2016 | 153 | 129 | 84% |
| 16/03/2016 | 152 | 126 | 83% |
| 17/03/2016 | 154 | 127 | 82% |
| 18/03/2016 | 149 | 123 | 83% |
| 19/03/2016 | 151 | 126 | 83% |
| 20/03/2016 | 153 | 127 | 83% |
| 21/03/2016 | 150 | 123 | 82% |
| 22/03/2016 | 151 | 124 | 82% |
| 23/03/2016 | 166 | 129 | 78% |
| 24/03/2016 | 164 | 125 | 76% |
| 25/03/2016 | 164 | 125 | 76% |
| 26/03/2016 | 165 | 126 | 76% |
| 27/03/2016 | 163 | 124 | 76% |
| 28/03/2016 | 167 | 129 | 77% |
| 29/03/2016 | 163 | 126 | 77% |
| 30/03/2016 | 163 | 126 | 77% |

| Día de Operación | Número de Ofertas de unidades térmicas económicas o con operación obligada presentadas por los Participantes del Mercado | Número de Ofertas que no reflejan los costos calculados de conformidad con la Ley y las Reglas del Mercado, por día | Porcentaje de ofertas que no reflejan los costos calculados de conformidad con la Ley y las Reglas del Mercado, por día |
|---|---|---|---|
| 31/03/2016 | 164 | 125 | 76% |
| 01/04/2016 | 165 | 126 | 76% |
| 02/04/2016 | 164 | 124 | 76% |
| 03/04/2016 | 164 | 124 | 76% |
| 04/04/2016 | 157 | 120 | 76% |
| 05/04/2016 | 156 | 118 | 76% |
| 06/04/2016 | 157 | 120 | 76% |
| 07/04/2016 | 160 | 116 | 73% |
| 08/04/2016 | 166 | 124 | 75% |
| 09/04/2016 | 168 | 126 | 75% |
| 10/04/2016 | 168 | 126 | 75% |
| 11/04/2016 | 169 | 126 | 75% |
| 12/04/2016 | 170 | 128 | 75% |
| 13/04/2016 | 171 | 128 | 75% |
| 14/04/2016 | 172 | 131 | 76% |
| 15/04/2016 | 176 | 136 | 77% |
| 16/04/2016 | 173 | 130 | 75% |
| 17/04/2016 | 173 | 129 | 75% |
| 18/04/2016 | 176 | 134 | 76% |
| 19/04/2016 | 179 | 136 | 76% |
| 20/04/2016 | 181 | 137 | 76% |
| 21/04/2016 | 178 | 130 | 73% |
| 22/04/2016 | 176 | 132 | 75% |
| 23/04/2016 | 177 | 132 | 75% |
| 24/04/2016 | 174 | 129 | 74% |
| 25/04/2016 | 178 | 133 | 75% |
| 26/04/2016 | 178 | 131 | 74% |
| 27/04/2016 | 181 | 136 | 75% |
| 28/04/2016 | 180 | 133 | 74% |
| 29/04/2016 | 181 | 134 | 74% |
| 30/04/2016 | 173 | 134 | 77% |
| 01/05/2016 | 175 | 134 | 77% |
| 02/05/2016 | 175 | 133 | 76% |
| 03/05/2016 | 179 | 137 | 77% |

| Día de Operación | Número de Ofertas de unidades térmicas económicas o con operación obligada presentadas por los Participantes del Mercado | Número de Ofertas que no reflejan los costos calculados de conformidad con la Ley y las Reglas del Mercado, por día | Porcentaje de ofertas que no reflejan los costos calculados de conformidad con la Ley y las Reglas del Mercado, por día |
|---|---|---|---|
| 04/05/2016 | 178 | 137 | 77% |
| 05/05/2016 | 176 | 134 | 76% |
| 06/05/2016 | 174 | 132 | 76% |
| 07/05/2016 | 174 | 131 | 75% |
| 08/05/2016 | 165 | 124 | 75% |
| 09/05/2016 | 166 | 125 | 75% |
| 10/05/2016 | 166 | 125 | 75% |
| 11/05/2016 | 163 | 123 | 75% |
| 12/05/2016 | 165 | 123 | 75% |
| 13/05/2016 | 164 | 123 | 75% |
| 14/05/2016 | 169 | 123 | 73% |
| 15/05/2016 | 164 | 120 | 73% |
| 16/05/2016 | 165 | 121 | 73% |
| 17/05/2016 | 165 | 122 | 74% |
| 18/05/2016 | 166 | 122 | 73% |
| 19/05/2016 | 167 | 123 | 74% |
| 20/05/2016 | 167 | 123 | 74% |
| 21/05/2016 | 171 | 127 | 74% |
| 22/05/2016 | 165 | 121 | 73% |
| 23/05/2016 | 158 | 115 | 73% |
| 24/05/2016 | 157 | 113 | 72% |
| 25/05/2016 | 159 | 115 | 72% |
| 26/05/2016 | 156 | 112 | 72% |
| 27/05/2016 | 164 | 118 | 72% |
| 28/05/2016 | 172 | 128 | 74% |
| 29/05/2016 | 172 | 128 | 74% |
| 30/05/2016 | 171 | 127 | 74% |
| 31/05/2016 | 173 | 127 | 73% |
| 01/06/2016 | 171 | 126 | 74% |
| 02/06/2016 | 172 | 129 | 75% |
| 03/06/2016 | 171 | 126 | 74% |
| 04/06/2016 | 176 | 130 | 74% |
| 05/06/2016 | 173 | 128 | 74% |
| 06/06/2016 | 175 | 130 | 74% |

| Día de Operación | Número de Ofertas de unidades térmicas económicas o con operación obligada presentadas por los Participantes del Mercado | Número de Ofertas que no reflejan los costos calculados de conformidad con la Ley y las Reglas del Mercado, por día | Porcentaje de ofertas que no reflejan los costos calculados de conformidad con la Ley y las Reglas del Mercado, por día |
|---|---|---|---|
| 07/06/2016 | 173 | 128 | 74% |
| 08/06/2016 | 175 | 128 | 73% |
| 09/06/2016 | 174 | 127 | 73% |
| 10/06/2016 | 173 | 125 | 72% |
| 11/06/2016 | 172 | 124 | 72% |
| 12/06/2016 | 172 | 125 | 73% |
| 13/06/2016 | 172 | 126 | 73% |
| 14/06/2016 | 173 | 126 | 73% |
| 15/06/2016 | 172 | 127 | 74% |
| 16/06/2016 | 172 | 128 | 74% |
| 17/06/2016 | 171 | 122 | 71% |
| 18/06/2016 | 169 | 123 | 73% |
| 19/06/2016 | 169 | 124 | 73% |
| 20/06/2016 | 173 | 127 | 73% |
| 21/06/2016 | 175 | 126 | 72% |
| 22/06/2016 | 176 | 127 | 72% |
| 23/06/2016 | 176 | 125 | 71% |
| 24/06/2016 | 178 | 127 | 71% |
| 25/06/2016 | 178 | 129 | 72% |
| 26/06/2016 | 177 | 128 | 72% |
| 27/06/2016 | 178 | 131 | 74% |
| 28/06/2016 | 177 | 131 | 74% |
| 29/06/2016 | 180 | 129 | 72% |
| 30/06/2016 | 179 | 108 | 60% |
| 01/07/2016 | 180 | 133 | 74% |
| 02/07/2016 | 179 | 134 | 75% |
| 03/07/2016 | 176 | 130 | 74% |
| 04/07/2016 | 178 | 133 | 75% |
| 05/07/2016 | 180 | 136 | 76% |
| 06/07/2016 | 178 | 134 | 75% |
| 07/07/2016 | 182 | 139 | 76% |
| 08/07/2016 | 181 | 139 | 77% |
| 09/07/2016 | 179 | 136 | 76% |
| 10/07/2016 | 179 | 136 | 76% |

| Día de Operación | Número de Ofertas de unidades térmicas económicas o con operación obligada presentadas por los Participantes del Mercado | Número de Ofertas que no reflejan los costos calculados de conformidad con la Ley y las Reglas del Mercado, por día | Porcentaje de ofertas que no reflejan los costos calculados de conformidad con la Ley y las Reglas del Mercado, por día |
|---|---|---|---|
| 11/07/2016 | 179 | 135 | 75% |
| 12/07/2016 | 182 | 141 | 77% |
| 13/07/2016 | 186 | 143 | 77% |
| 14/07/2016 | 186 | 145 | 78% |
| 15/07/2016 | 185 | 140 | 76% |
| 16/07/2016 | 181 | 138 | 76% |
| 17/07/2016 | 183 | 139 | 76% |
| 18/07/2016 | 187 | 143 | 76% |
| 19/07/2016 | 188 | 146 | 78% |
| 20/07/2016 | 183 | 140 | 77% |
| 21/07/2016 | 180 | 137 | 76% |
| 22/07/2016 | 183 | 139 | 76% |
| 23/07/2016 | 187 | 141 | 75% |
| 24/07/2016 | 179 | 137 | 77% |
| 25/07/2016 | 179 | 135 | 75% |
| 26/07/2016 | 179 | 128 | 72% |
| 27/07/2016 | 179 | 135 | 75% |
| 28/07/2016 | 180 | 137 | 76% |
| 29/07/2016 | 177 | 131 | 74% |

## ANEXO C

### Metodología utilizada para la evaluación de ofertas económicas

La Unidad de Vigilancia del Mercado realizó de manera individual una evaluación de cada uno de los componentes de la oferta: costos de arranque, oferta incremental y oferta de disponibilidad de reservas, conforme a lo siguiente:

### 1. Precio de Referencia para costos de arranque

La Unidad de Vigilancia del Mercado calculó un Precio de Referencia para cada tipo de arranque (caliente, tibio y frío) ("Costos de Arranque") de la Unidad, en atención a lo siguiente:

$$Car_{tipo} = 1.2 \cdot \left[CVom_{tipo} + \left(Qcomb_{tipo} \cdot Prefcomb_{arr}\right)\right]$$

Donde:

***$Car_{tipo}$:*** Precio de Referencia para el costo de cada tipo de arranque.

***$CVom_{tipo}$:*** Parámetro de Referencia para el costo variable de operación y mantenimiento de cada tipo de arranque.

***$Qcomb_{tipo}$:*** Parámetro de Referencia para el consumo de combustible de cada tipo de arranque.

***$Prefcomb_{arr}$:*** Precio de referencia correspondiente al combustible utilizado en el arranque.

El Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo establece que el costo de arranque caliente deberá ser igual o menor que el costo de arranque tibio y este último igual o menor que el costo de arranque frío.[5] En su conjunto, dichos costos constituyen los Costos de Arranque.

En los casos en que el Participante del Mercado ofertó algún costo de un tipo de arranque mayor al Precio de Referencia calculado para cada tipo de arranque (caliente, tibio o frío) por la Unidad de Vigilancia del Mercado, dicha Unidad de Vigilancia procedió a la corrección del costo del tipo de arranque ofertado por el Participante del Mercado para ajustarlo al Precio de Referencia correspondiente. En los casos en que dicha corrección alteraba la restricción de Costos de Arranque mencionada en el párrafo anterior, entonces la Unidad de Vigilancia del Mercado procedió a corregir los Costos de Arranque ofertados.

### 2. Precio de Referencia para oferta incremental

La Unidad de Vigilancia del Mercado realizó una evaluación del costo total de la oferta incremental, conforme a lo siguiente:

[5] Numeral 2.5.6 inciso (e) subinciso (i) del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.

$$CT_{Of} = Cop_{min} + \sum_{i=1}^{n} (energía \cdot COf)_i$$

Donde:

***$CT_{Of}$:*** Precio de Referencia para el costo total de la oferta incremental.

***$Cop_{min}$:*** costo de operación a potencia mínima.

***$energía_i$:*** energía ofertada en el segmento *i*.

***$COf_i$:*** costo del segmento *i*.

La Unidad de Vigilancia del Mercado calculó el Precio de Referencia para el costo de operación a potencia mínima conforme a lo siguiente:

$$Cop_{min} = 1.2 \cdot \begin{bmatrix} (c + (b \cdot limdesp_{min}) + (a \cdot limdesp_{min}^2) \cdot Prefcomb) \\ +((cvomg + T_{transm} + T_{CENACE}) \cdot limdesp_{min}) \end{bmatrix}$$

Donde:

***$Cop_{min}$:*** Precio de Referencia para el costo de operación a potencia mínima.

***c:*** Parámetro de Referencia para el coeficiente independiente de la función de producción – cantidad de combustible.

***b:*** Parámetro de Referencia para el coeficiente lineal de la función de producción – cantidad de combustible.

***$limdesp_{min}$:*** límite de despacho económico mínimo declarado en la oferta.

***a:*** Parámetro de Referencia para el coeficiente cuadrático de la función de producción – cantidad de combustible.

***Prefcomb:*** Precio de referencia correspondiente al combustible utilizado en la generación.

***cvomg:*** Parámetro de Referencia para el costo variable de operación y mantenimiento por generación.

***$T_{transm}$:*** tarifa de transmisión correspondiente a su nivel de tensión establecida por la CRE.

***$T_{CENACE}$:*** tarifa del CENACE establecida por la CRE.

La Unidad de Vigilancia del Mercado calculó el Precio de Referencia para el costo de cada uno de los segmentos de la oferta incremental[6] conforme a lo siguiente:

[6] Numeral 2.8.2 inciso (a) subinciso (vii) apartado (C) Ofertas de Venta de unidad de central térmica del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.

$$COf_i = 1.2 * \left[ cvomg + T_{transm} + T_{CENACE} + \left( \left( 2a * \left( limdesp_{min} + \sum_{i=1}^{11} energía_i \right) \right) + b \right) \cdot Prefcomb \right]$$

Donde:

***$COf_i$:*** Precio de Referencia para el costo del segmento *i* de la oferta incremental.

***cvomg:*** Parámetro de Referencia para el costo variable de operación y mantenimiento por generación.

***$T_{transm}$:*** tarifa de transmisión correspondiente a su nivel de tensión establecida por la CRE.

***$T_{CENACE}$:*** tarifa del CENACE establecida por la CRE.

***a:*** Parámetro de Referencia para el coeficiente cuadrático de la función de producción – cantidad de combustible.

***$limdesp_{min}$:*** límite de despacho económico mínimo declarado en la oferta.

***$energía_i$:*** energía ofertada en el segmento *i*.

***b:*** Parámetro de Referencia para el coeficiente lineal de la función de producción – cantidad de combustible.

***Prefcomb:*** Precio de referencia correspondiente al combustible utilizado en la generación.

En los casos en que el Participante del Mercado ofertó un costo total de la oferta incremental mayor al costo total ($CT_{Of}$) calculado por la Unidad de Vigilancia del Mercado, dicha Unidad de Vigilancia procedió a la corrección de cada uno de los componentes de la oferta incremental (costo de operación a potencia mínima y cada uno de los costos de los segmentos *i*) para ajustarlos a los Precios de Referencia correspondientes.

## 3. Precio de Referencia para oferta de disponibilidad de reservas

La Unidad de Vigilancia del Mercado realizó una evaluación de los costos por disponibilidad de reserva para cada tipo de Servicio Conexo:

$$SC_r = 1.2 \cdot PRef_r$$

Donde:

***$SC_r$:*** Precio de Referencia para el costo de cada tipo de Servicio Conexo.

***$PRef_r$:*** Parámetro de Referencia para el costo de cada tipo de Servicio Conexo.

En la aplicación de las fórmulas previamente mencionadas se considera un margen del 20% (el multiplicando 1.2). Esta Unidad de Vigilancia del Mercado determinó tal 20% para que fuera considerado como un margen mayor al determinado por la base 2.6.4 del Manual de Mercado de Energía de Corto para subsanar el hecho de que el Registro de Parámetros de Referencia no contaba con la información completa y no toda la información contenida en él estaba actualizada, entre otros. Una vez que se inició la actualización de manera gradual del Registro de Parámetros de Referencia por los Participantes del Mercado, el margen adicional ya no fue necesario, por lo que a partir del 11 de julio de 2016 se aplicó el margen del 10%, de conformidad con el numeral 2.6.4 del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.